

Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)

1º Trimestre de 2018 (1T/18)



Superintendência de Participações Governamentais (SPG)

15/Maio/2018

SUMÁRIO

Lista de abreviaturas	2
1. Introdução	3
2. Produção de Petróleo e Gás Natural por Campo	4
3. Preço Médio de Referência por Campo	5
4. Alíquota Efetiva por Campo	7
5. Arrecadação da PE por Campo	8
6. Depósitos Judiciais	8
7. Percentual de Confrontação dos Campos em Plataforma Continental	10
8. Percentual de Rateio dos Campos em Terra	11
9. Distribuição da PE	12
10. Distribuição complementar da PE	14
11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento	15
12. Correção Monetária de PE	16
13. Anexo: Demonstrativo da PE por campo	16

LISTA DE ABREVIATURAS

bb: barril

boed: barril de óleo equivalente dia

btu: british thermal unit

m³: metros cúbicos

m³oe: metros cúbicos de óleo equivalente

M: mil

MM: milhão

1. Introdução

A Participação Especial (PE) foi instituída pela Lei nº 9.478/97, de 06/8/1997, e regulamentada pelo Decreto nº 2.705 de 03/8/1998.

Posteriormente, foram promulgadas as Leis nº 12.351, de 22/12/2010, nº 12.734, de 30/11/2012, nº 12.858, de 09/9/2013, e nº 13.609, de 10/01/2018, com impactos na distribuição e aplicação dos recursos oriundos da PE.

Os procedimentos para a apuração da PE pelos concessionários estão estabelecidos na Resolução ANP nº 12, de 21/02/2014, em complementação ao disposto no Decreto 2.705/98.

A PE é calculada por meio da equação:

$$PE_{pg} = R_{liq} \times AL_{ef}$$

sendo $R_{liq} = R_{brut} - G_{dedut}$

e $R_{brut} = V_{\acute{o}leo} \times Pref_{\acute{o}leo} + V_{g\acute{a}s} \times Pref_{g\acute{a}s}$

onde:

R_{brut} : receita bruta de produção (em R\$);

$V_{\acute{o}leo}$: produção de petróleo (em m³);

$V_{g\acute{a}s}$: produção de gás natural (em m³);

$Pref_{\acute{o}leo}$: preço de referência do petróleo (em R\$/m³);

$Pref_{g\acute{a}s}$: preço de referência do gás natural (em R\$/m³);

R_{liq} : receita líquida da produção (em R\$);

G_{dedut} : gastos dedutíveis que podem ser abatidos da PE (em R\$);

AL_{ef} : alíquota efetiva da PE (em %); e

PE_{pg} : PE paga pelos concessionários (em R\$);

No 1º trimestre de 2018 (1T/18), a PE paga pelos concessionários totalizou R\$ 6.471.727.238,71 (seis bilhões, quatrocentos e setenta e um milhões, setecentos e vinte e sete mil, duzentos e trinta e oito reais e setenta e um centavos).

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 1T/18: i) produção de petróleo e gás natural; ii) preço médio de referência; e iii) alíquota efetiva.

Serão apresentados os valores arrecadados por campo e sua distribuição aos beneficiários legais, de acordo com os percentuais de confrontação em plataforma continental e de rateio em terra. O demonstrativo da PE por campo se encontra no anexo deste relatório.

2. Produção de petróleo e de gás natural por campo

A produção de petróleo ($V_{\text{óleo}}$) e de gás natural ($V_{\text{gás}}$) para fins de apuração da PE no 1T/18, apresentada na Tabela 1, reduziu 3,3% em relação ao 4T/17, totalizando 38,4 MMm³oe.

Tabela 1: produção nos campos passíveis de pagamento de PE.

Campos (22)	4T/17		1T/18		$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
	Mm ³ oe	Mboed	Mm ³ oe	Mboed	
Albacora	595,44	41,61	689,07	48,16	15,72%
Albacora Leste	677,74	47,36	650,69	45,47	-3,99%
Baleia Azul	707,64	49,45	618,07	43,20	-12,66%
Baleia Franca	701,48	49,02	670,20	46,84	-4,46%
Barracuda	931,63	65,11	892,99	62,41	-4,15%
Baúna	533,07	37,25	465,93	32,56	-12,60%
Canto do Amaro	169,97	11,88	156,86	10,96	-7,71%
Caratinga	468,14	32,72	378,15	26,43	-19,22%
Carmópolis	168,74	11,79	154,69	10,81	-8,33%
Gavião Real	142,22	3,97	40,12	2,80	-71,79%
Jubarte	3.157,30	220,65	3.089,14	215,89	-2,16%
Leste do Urucu	321,98	22,50	266,65	18,64	-17,18%
Lula	14.041,43	981,31	14.056,66	982,37	0,11%
Manati	479,28	33,50	391,41	27,35	-18,33%
Marlim	2.303,39	160,98	2.219,39	155,11	-3,65%
Marlim Leste	968,03	67,65	1.187,28	82,97	22,65%
Marlim Sul	2.810,43	196,41	2.598,08	181,57	-7,56%
Mexilhão	769,01	53,74	714,85	49,96	-7,04%
Peregrino	928,04	64,86	842,68	58,89	-9,20%
Rio Urucu	406,44	28,41	406,43	28,40	0,00%
Roncador	4.161,67	290,85	3.690,83	257,94	-11,31%
Sapinhoá	4.284,37	299,42	4.241,32	296,41	-1,00%
TOTAL	39.727,42	2.770,44	38.421,50	2.685,15	-3,29%

Dos 22 campos apurados, apenas Albacora teve aumento na produção. O maior campo (Lula, 35% do total produzido), manteve a produção estabilizada (+ 0,1%).

3. Preço médio de referência por campo

3.1. Preço de referência do petróleo (Pref_{óleo})

O Pref_{óleo} médio por campo, apresentado na Tabela 2 (1T/18 e 4T/17), é fixado nos termos da Resolução ANP nº 703, de 26/9/2017, considerando as características físico-químicas e comerciais das diversas correntes de petróleo vinculadas a cada campo.

Tabela 2: Preço de referência do petróleo (Pref_{óleo}).

Campos (22)	4T/17		1T/18		$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
	R\$/m ³	US\$/bbl	R\$/m ³	US\$/bbl	
Albacora	1.063,7125	52,0862	1.180,0657	57,8502	10,94%
Albacora Leste	1.023,1075	50,0980	1.124,0693	55,1051	9,87%
Baleia Azul	1.183,4552	57,9496	1.278,9185	62,6962	8,07%
Baleia Franca	1.060,0367	51,9062	1.169,2956	57,3222	10,31%
Barracuda	1.079,0744	52,8385	1.192,8172	58,4753	10,54%
Bauna	1.197,3711	58,6310	1.300,2946	63,7441	8,60%
Canto do Amaro	1.041,3417	50,9908	1.173,7385	57,5400	12,71%
Caratinga	1.064,9857	52,1486	1.180,3637	57,8648	10,83%
Carmópolis	1.049,6901	51,3996	1.162,7855	57,0030	10,77%
Gavião Real	1.295,8322	63,4523	1.487,6463	72,9286	14,80%
Jubarte	1.057,8016	51,7968	1.165,1750	57,1202	10,15%
Leste do Urucu	1.256,6844	61,5354	1.373,7179	67,3435	9,31%
Lula	1.163,7715	56,9858	1.267,9995	62,1609	8,96%
Manati	1.342,7221	65,7483	1.302,2501	63,8400	-3,01%
Marlim	1.045,1104	51,1754	1.156,5910	56,6994	10,67%
Marlim Leste	1.062,7049	52,0369	1.181,7415	57,9323	11,20%
Marlim Sul	1.052,8760	51,5556	1.164,6984	57,0968	10,62%
Mexilhão	1.308,0368	64,0499	1.434,2040	70,3087	9,65%
Peregrino	997,8529	48,8613	1.096,7518	53,7659	9,91%
Rio Urucu	1.261,4308	61,7678	1.374,4861	67,3812	8,96%
Roncador	1.049,5286	51,3917	1.157,6736	56,7524	10,30%
Sapinhoá	1.138,9509	55,7704	1.249,6706	61,2624	9,72%
Média	1.127,0945	55,1898	1.235,2252	60,5542	9,59%

Na média, o Pref_{óleo} aumentou 9,6% no 1T/18 em relação ao 4T/17, refletindo o aumento do petróleo e seus derivados no mercado internacional. O Pref_{óleo} nos respectivos meses,

bem como sua memória de cálculo, está disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>.

3.2. Preço de referência do gás natural (Pref_{gás})

O Pref_{gás} médio por campo, apresentado na Tabela 3 (1T/18 e 4T/17), como regra, é o preço de venda praticado pelo concessionário. Para determinadas situações previstas no Decreto nº 2.705/98, o Pref_{gás} é fixado nos termos da Resolução ANP nº 40, de 14/12/2009, considerando as frações volumétricas do gás natural processado.

Tabela 3: Preço de referência do gás natural (Pref_{gás}).

Campos	4T/17		1T/18		Δ% 1T/18 ÷ 4T/17
	R\$/m ³	US\$/MMbtu	R\$/m ³	US\$/MMbtu	
Albacora	0,7693	6,3522	0,7380	6,1005	-4,07%
Albacora Leste	0,4477	3,6963	0,4630	3,8274	3,43%
Baleia Azul	0,8137	6,7187	0,7418	6,1325	-8,83%
Baleia Franca	0,8611	7,1103	0,8493	7,0205	-1,38%
Barracuda	0,8544	7,0552	0,9296	7,6850	8,80%
Bauna	0,9510	7,8522	0,9405	7,7751	-1,10%
Canto do Amaro	0,9379	7,7447	0,8683	7,1780	-7,42%
Caratinga	0,8446	6,9736	0,9371	7,7469	10,96%
Carmópolis	0,6457	5,3317	0,6263	5,1777	-3,00%
Gavião Real	0,3594	2,9675	0,4550	3,7610	26,60%
Jubarte	0,7931	6,5487	0,7200	5,9521	-9,21%
Leste do Urucu	0,7051	5,8222	0,7886	6,5188	11,84%
Lula	0,6073	5,0142	0,5871	4,8537	-3,31%
Manati	0,5433	4,4858	0,5470	4,5217	0,69%
Marlim	0,5695	4,7026	0,5711	4,7214	0,28%
Marlim Leste	0,8067	6,6611	0,8071	6,6721	0,05%
Marlim Sul	0,5714	4,7181	0,5911	4,8867	3,45%
Mexilhão	0,4188	3,4578	0,4341	3,5889	3,67%
Peregrino	1,9100	15,7708	1,8073	14,9404	-5,37%
Rio Urucu	0,6832	5,6412	0,7322	6,0528	7,17%
Roncador	0,6209	5,1272	0,5995	4,9556	-3,46%
Sapinhoá	0,4033	3,3300	0,3885	3,2118	-3,66%
MÉDIA	0,7326	6,0492	0,7329	6,0582	0,03%

Na média, o Pref_{gás} permaneceu estável no 1T/18 em relação ao 4T/17, embora com inúmeras variações de campo para campo. O Pref_{gás} nos respectivos meses, bem como sua

memória de cálculo, está disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

4. Alíquota efetiva por campo

A alíquota efetiva (AL_{ef}), apresentada na Tabela 4, é calculada nos termos do Decreto nº 2.705/98, sendo aplicada em cada campo para apuração da PE.

Tabela 4: Alíquota efetiva (AL_{ef}).

Campos (22)	4T/17	1T/18	$\Delta\%$ absoluta 1T/18 – 4T/17	$\Delta\%$ relativa 1T/18 – 4T/17
Albacora	2,44%	3,47%	1,03%	42,04%
Albacora Leste	3,36%	3,08%	-0,28%	-8,21%
Baleia Azul	3,64%	2,72%	-0,92%	-25,31%
Baleia Franca	3,58%	3,29%	-0,30%	-8,35%
Barracuda	5,51%	4,96%	-0,55%	-9,96%
Bauna	4,37%	3,56%	-0,81%	-18,55%
Canto do Amaro	1,17%	0,44%	-0,74%	-62,76%
Caratinga	0,39%	0,00%	-0,39%	-100,00%
Carmópolis	1,11%	0,30%	-0,81%	-72,71%
Gavião Real	0,00%	0,00%	0,00%	-
Jubarte	25,03%	24,70%	-0,33%	-1,32%
Leste do Urucu	5,34%	4,37%	-0,97%	-18,10%
Lula	36,63%	36,64%	0,00%	0,01%
Manati	3,74%	2,34%	-1,41%	-37,57%
Marlim	19,49%	18,78%	-0,71%	-3,63%
Marlim Leste	6,05%	8,63%	2,58%	42,54%
Marlim Sul	23,19%	21,81%	-1,37%	-5,93%
Mexilhão	4,15%	3,70%	-0,44%	-10,69%
Peregrino	8,69%	7,54%	-1,15%	-13,24%
Rio Urucu	6,31%	6,31%	0,00%	0,00%
Roncador	28,65%	27,20%	-1,45%	-5,06%
Sapinhoá	28,97%	28,86%	-0,11%	-0,39%

A AL_{ef} é determinada por meio da conjugação das seguintes variáveis relacionadas à produção:

- ano: (i) 1º ano; (ii) 2º ano; (iii) 3º ano; e (iv) 4º ano em diante;
- local: (i) terra; (ii) mar com lâmina d'água até 400 m; (iii) mar com lâmina d'água superior a 400 m; e
- volume: seis faixas de produção.

Dos 22 campos apurados, apenas Albacora e Marlim Leste tiveram aumento na alíquota. O campo de Lula, sobre o qual incide a maior AL_{ef} (36,6%), manteve a alíquota do trimestre anterior.

5. Arrecadação por campo

No 1T/18, foram arrecadados R\$ 6,5 bilhões em PE, conforme apresentado na Tabela 5, aumento de 18,1% em relação ao trimestre anterior (4T/17).

A combinação de aumento da receita bruta (por conta do aumento nos preços de referência do petróleo) nos principais campos, com redução dos gastos dedutíveis, alavancou a receita líquida, sobre a qual incide a alíquota, gerando a arrecadação recorde de PE.

Os campos no pré-sal de Lula (R\$ 4 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 884 milhões), além do campo de Jubarte (R\$ 519 milhões) que tem a produção no pré-sal é superior ao pós-sal, representaram 83% da arrecadação.

Destacaram-se também os campos no pós-sal de Roncador (R\$464 milhões), Marlim Sul (R\$ 260 milhões) e Marlim (R\$ 200 milhões), que contribuíram com 14% da arrecadação.

Os campos de Caratinga e Gavião Real não arrecadaram PE no 1T/18, em virtude de a produção ter sido insuficiente para gerar alíquota (isento).

Os campos de Canto do Amaro e Carmópolis também não arrecadaram PE no 1T/18, pois possuem receitas líquidas negativas acumuladas em suas respectivas bases de cálculo.

6. Depósitos judiciais

No 1T/18, como pode ser observado na Tabela 6, há passivo acumulado de R\$ 860 milhões, referente a depósitos judiciais de PE.

O Campo de Baúna arrecadou R\$ 13 milhões em PE no 1T/18. Entretanto, em virtude de medida liminar concedida pela Justiça Federal ao concessionário (unificação dos campos de Baúna e Piracaba), o valor foi depositado em juízo.

Para o campo de Lula não houve depósito em juízo neste trimestre. Contudo, há passivo de depósitos judiciais referentes a este campo, totalizando cerca de R\$ 630 milhões, motivo pelo qual ainda não foram distribuídos aos beneficiários legais.

Tabela 5: Arrecadação de PE (R\$).

Campos (22)	4T/17	1T/18	$\Delta\%$ relativa 1T/18 – 4T/17
Albacora	456.538,88	8.226.892,82	1.702,01%
Albacora Leste	7.475.124,16	8.168.624,18	9,28%
Baleia Azul	18.972.825,84	10.297.971,86	-45,72%
Baleia Franca	16.568.335,88	16.633.444,62	0,39%
Barracuda	7.543.504,50	20.697.416,82	174,37%
Baúna	15.415.679,62	13.099.592,38	-15,02%
Canto do Amaro	0,00	0,00	-
Caratinga	613.334,58	0,00	-100,00%
Carmópolis	0,00	0,00	-
Gavião Real	0,00	0,00	-
Jubarte	437.324.623,30	519.271.558,26	18,74%
Leste do Urucu	9.770.260,28	7.420.039,74	-24,05%
Lula	3.375.076.913,38	4.005.019.282,69	18,66%
Manati	5.844.287,64	3.110.984,66	-46,77%
Marlim	155.353.157,52	200.977.868,32	29,37%
Marlim Leste	4.669.291,60	26.123.286,44	459,47%
Marlim Sul	247.963.591,96	259.842.136,56	4,79%
Mexilhão	5.308.870,32	5.116.526,04	-3,62%
Peregrino	5.547.078,96	18.510.176,78	233,69%
Rio Urucu	12.594.530,88	13.948.283,24	10,75%
Roncador	403.108.866,94	464.144.815,46	15,14%
Sapinhoá	763.707.658,77	884.217.930,22	15,78%
TOTAL	5.493.314.475,03	6.484.826.831,11	18,05%

Tabela 6: Depósitos judiciais (R\$).

Campos (2)	1T/18	Acumulado
Baúna	13.099.592,38	230.611.881,90
Lula	-	629.780.452,42
Total	13.099.592,38	860.392.334,32

7. Percentual de confrontação dos campos em plataforma continental

A Tabela 7 mostra os percentuais de confrontação de estados e municípios com os campos marítimos arrecadadores de PE, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

Tabela 7: Confrontação (%) dos campos em plataforma continental.

Campos (17)	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Albacora	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	64,98%
			Carapebus - RJ	3,15%
			Quissamã - RJ	31,87%
Albacora Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	69,43%
			Quissamã - RJ	30,57%
Baleia Azul	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim-ES	24,27%
			Marataízes-ES	55,70%
			Presidente Kennedy-ES	20,03%
Baleia Franca	Espírito Santo	100,00%	Presidente Kennedy – ES	50,00%
			Itapemirim - ES	50,00%
Barracuda	Rio de Janeiro	100,00%	Cabo Frio-RJ	8,66%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	18,17%
			Rio das Ostras - RJ	23,17%
Bauna	São Paulo	100,00%	Iguape – SP	7,12%
			Ilha Comprida - SP	92,88%
Caratinga	Rio de Janeiro	100,00%	Armação dos Búzios - RJ	3,30%
			Cabo Frio – RJ	45,69%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	1,01%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim - ES	44,55%
			Marataízes - ES	6,39%
			Presidente Kennedy - ES	49,05%
Lula	Rio de Janeiro	100,00%	Rio de Janeiro - RJ	7,99%
			Niterói – RJ	43,08%
			Maricá - RJ	48,93%
Manati	Bahia	100,00%	Cairu - BA	100,00%
Marlim	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Macaé – RJ	20,40%
			Rio das Ostras - RJ	29,60%

Tabela 7 (continuação): Confrontação (%) dos campos em plataforma continental.

Campos (17)	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	1,27%
			Carapebus - RJ	1,63%
			Macaé – RJ	20,66%
			Rio das Ostras – RJ	26,44%
Marlim Sul	Rio de Janeiro	100,00%	Armação dos Búzios - RJ	4,42%
			Cabo Frio - RJ	28,10%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	6,33%
			Rio das Ostras - RJ	11,15%
Mexilhão	São Paulo	100,00%	Ubatuba - SP	8,46%
			Caraguatatuba - SP	26,28%
			Ilhabela - SP	15,26%
			Peruibe - SP	15,40%
			Iguape – SP	34,60%
Peregrino	Rio de Janeiro	100,00%	Macaé – RJ	0,70%
			Rio das Ostras - RJ	5,46%
			Casimiro de Abreu - RJ	5,86%
			Cabo Frio - RJ	30,85%
			Armação dos Búzios - RJ	9,92%
			Arraial do Cabo-RJ	6,66%
			Parati-RJ	40,54%
Roncador	Espirito Santo	13,37%	Presidente Kennedy – ES	100,00%
	Rio de Janeiro	86,63%	Campos dos Goytacazes – RJ	68,22%
			São João da Barra - RJ	31,78%
Sapinhoá	São Paulo	99,82%	Ilhabela - SP	100,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro - RJ	100,00%

8. Percentual de rateio dos campos em terra

Da mesma forma, a Tabela 8 mostra os percentuais de rateio de estados e municípios com os campos terrestres arrecadadores de PE no 1T/18. Estes percentuais são apurados trimestralmente, por meio do rateio da produção de petróleo e de gás natural dos poços, conforme sua localização.

Tabela 8: Rateio (%) dos campos em terra.

Campos (2)	Estado	% Rateio	Municípios	% Rateio
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%

9. Distribuição da PE

Nos termos do art. 50 da Lei nº 9.478/97, a PE é distribuída na seguinte proporção: i) 40% ao Ministério de Minas e Energia (MME); ii) 10% ao Ministério do Meio Ambiente (MMA); iii) 40% a estados; e iv) 10% a municípios.

Ressalta-se que, nos termos do art. 49 da Lei nº 12.351/10, nas áreas localizadas no pré-sal, contratadas sob o regime de concessão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao Fundo Social.

A PE no 1T/18, de R\$ 6.484.826.831,11, dos quais foram recolhidos R\$ 6.471.727.238,71 (exclui depósito judicial sobre o campo de Baúna), foi distribuída aos beneficiários legais em 10/05/2018.

No 1T/18, como pode ser observado na Tabela 9, além dos recursos destinados à União (MME, MMA e Fundo Social), constam no rol de beneficiários da PE 5 estados e 24 municípios.

Ao Fundo Social foram destinados 40,7% da PE, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime de concessão.

Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 30,6% da PE, por conta de sua confrontação com campos localizados nas bacias de Campos e Santos no pós e pré-sal.

Em relação aos municípios, destacam-se Maricá/RJ (3%), Niterói/RJ (2,7%) e Ilhabela/SP (1,4%) como os maiores destinatários de PE, em função da confrontação com os campos de Lula e Sapinhoá.

Tabela 9: Beneficiários da PE.

Beneficiários	4T/17	1T/18	$\Delta\%$ $1T/18 \div 4T/17$
MMA	94.843.197,88	120.050.512,57	26,58%
MME	379.372.791,48	480.202.050,25	26,58%
Fundo Social	2.228.767.976,82	2.635.611.056,53	18,25%
União	2.702.983.966,18	3.235.863.619,35	19,71%
AM	8.945.916,46	8.547.329,19	-4,46%
BA	2.337.212,45	1.244.393,87	-46,76%
ES	208.922.435,85	243.308.481,73	16,46%
RJ	1.635.118.756,40	1.980.486.471,36	21,12%
SP	307.062.851,78	355.104.219,34	15,65%
Estados (5)	2.162.387.172,94	2.588.690.895,49	19,71%
Coari-AM	2.236.479,11	2.136.832,30	-4,46%
Cairu-BA	584.303,11	311.098,46	-46,76%
Itapemirim-ES	20.773.625,55	24.217.494,22	16,58%
Marataizes-ES	3.852.039,88	3.892.628,14	1,05%
Presidente Kennedy-ES	27.604.943,51	32.716.998,04	18,52%
Armacao dos Buzios-RJ	1.151.514,49	1.330.542,18	15,55%
Arraial do Cabo-RJ	36.967,96	123.359,23	233,69%
Cabo Frio-RJ	7.232.439,68	8.051.984,58	11,33%
Campos dos Goytacazes-RJ	41.276.996,97	53.912.033,69	30,61%
Carapebus-RJ	9.065,59	68.604,45	656,76%
Casimiro de Abreu-RJ	1.746.269,22	2.163.039,62	23,87%
Macaé-RJ	2.483.975,79	4.653.495,07	87,34%
Maricá-RJ	165.160.491,05	195.986.926,64	18,66%
Niteroi-RJ	145.395.070,99	172.532.383,08	18,66%
Parati-RJ	224.899,65	750.472,90	233,69%
Quissama-RJ	243.024,98	511.806,08	110,60%
Rio das Ostras-RJ	6.551.448,04	10.117.493,27	54,43%
Rio de Janeiro-RJ	27.088.069,25	32.140.009,35	18,65%
Sao Joao da Barra-RJ	10.179.455,44	12.779.467,73	25,54%
Caragatatuba-SP	139.542,06	134.486,35	-3,62%
Ilhabela-SP	76.315.836,62	88.342.477,86	15,76%
Iguape-SP	183.682,13	177.027,19	-3,62%
Peruibe-SP	81.761,39	78.799,11	-3,62%
Ubatuba-SP	44.890,75	43.264,33	-3,62%
Municípios (24)	540.596.793,21	647.172.723,87	19,71%
Brasil	5.405.967.932,33	6.471.727.238,71	19,71%

10. Distribuição complementar de PE

Como pode ser observado na Tabela 10, além da distribuição trimestral da PE no 1T/18, de R\$ 6.471.727.238,71, houve distribuição complementar neste mesmo trimestre, beneficiando 2 estados e 11 municípios, decorrente de auditoria da ANP, referente à adesão, por concessionário, ao Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD), refletida na arrecadação dos campos de Albacora, Carapeba, Cherne, Espadarte, Marimbá, Marlim, Marlim Sul, Namorado, Pampo e Roncador, totalizando aporte adicional de R\$ 504.968.010,74, nos termos do Relatório de Acertos nº 138, disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.

Tabela 10: Distribuição complementar de PE.

Beneficiários	1T/18
MMA	50.496.801,08
MME	201.987.204,29
União	252.484.005,37
ES	909.677,79
RJ	201.077.526,51
Estados (2)	201.987.204,30
Presidente Kennedy-ES	227.419,45
Armação dos Búzios-RJ	669.387,38
Arraial do Cabo-RJ	1.388,68
Cabo Frio-RJ	4.229.340,43
Campos dos Goytacazes-RJ	25.847.014,42
Carapebus-RJ	94.748,93
Casimiro de Abreu-RJ	881.064,86
Macaé-RJ	6.330.859,25
Quissama-RJ	1.008.397,00
Rio das Ostras-RJ	10.738.937,97
Sao Joao da Barra-RJ	468.242,70
Municípios (11)	50.496.801,07
Brasil	504.968.010,74

11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento

A Cláusula 24^a (Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento) dos contratos de concessão estabelece que, no caso de campos sujeitos ao recolhimento de PE em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário está obrigado a realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta de produção no campo.

Como pode ser observado na Tabela 11, a receita bruta dos 18 campos que arrecadaram PE totalizou R\$ 41.719.809.209,03 no 1T/18, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 417.198.092,09.

Tabela 11: Arrecadação de PE para pesquisa e desenvolvimento.

Campos (18)	Arrecadação 1T/18 (R\$)	
	Receita Bruta (R_{brut})	Pesquisa e Desenvolvimento (1% R_{brut})
Albacora	768.949.827,83	7.689.498,28
Albacora Leste	684.348.400,18	6.843.484,00
Baleia Azul	706.985.373,27	7.069.853,73
Baleia Franca	708.597.819,80	7.085.978,20
Barracuda	1.017.766.995,86	10.177.669,96
Baúna	598.180.752,15	5.981.807,52
Jubarte	3.334.374.586,92	33.343.745,87
Leste do Urucu	301.648.806,93	3.016.488,07
Lula	16.320.419.637,10	163.204.196,37
Manati	236.259.645,95	2.362.596,46
Marlim	2.442.715.154,23	24.427.151,54
Marlim Leste	1.331.258.101,65	13.312.581,02
Marlim Sul	2.818.499.110,77	28.184.991,11
Mexilhão	388.748.552,03	3.887.485,52
Peregrino	923.107.202,22	9.231.072,02
Rio Urucu	372.546.208,34	3.725.462,08
Roncador	3.941.705.026,32	39.417.050,26
Sapinhoá	4.823.698.007,48	48.236.980,07
Total	41.719.809.209,03	417.198.092,09

12. Correção Monetária de PE

Os Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo formalizaram ações cível originária contra a União e a ANP postulando o reconhecimento do direito à percepção dos valores de *royalties* e participação especial pela exploração de petróleo e/ou gás natural com correção monetária, computada no período decorrido entre o recebimento pelas rés e o efetivo repasse aos Estados.

Nesse sentido, o Estado do Rio de Janeiro recebeu R\$ 4.488.693,37 e o Estado do Espírito Santo recebeu R\$ 551.448,94 a título de correção monetária de participação especial do 1º trimestre de 2018, em virtude das decisões judiciais favoráveis em sede de antecipação de tutela proferidas em 3 de agosto de 2017 e 23 de agosto de 2017, respectivamente.

13. Anexo: Demonstrativos da PE por campo

Os demonstrativos de recolhimento de PE por campo, no 1T/18, em termos comparativos ao 4T/17, são apresentados neste anexo, englobando a produção total, o preço médio de referência, a receita bruta, os gastos dedutíveis, a receita líquida e a alíquota efetiva aplicada.

Os preços de referência utilizados na formação da receita bruta representam a média dos preços mensais de referência utilizados na apuração da PE, ponderados pelos volumes de produção do respectivo mês.

A rubrica gastos dedutíveis é o conjunto dos itens passíveis de dedução da receita bruta para a obtenção da receita líquida, abrangendo participações governamentais e de terceiros, gastos na produção, investimentos na fase de exploração, desenvolvimento e produção, provisão de gastos com abandono e outros gastos, conforme estabelecido na Portaria ANP nº 58/2001.

Anexo

Albacora		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	522,61	613,28	17,35%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.063,71	1.180,07	10,94%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	61.081,05	61.306,15	0,37%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,77	0,74	-4,07%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	602,89	768,95	27,54%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	578,52	531,83	-8,07%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-5,68	0,00	-100,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	18,69	237,12	1168,69%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,44%	3,47%	42,04%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,46	8,23	1702,01%

Albacora Leste		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	610,17	580,47	-4,87%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.023,11	1.124,07	9,87%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	68.381,00	68.803,32	0,62%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,45	0,46	3,43%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	654,88	684,35	4,50%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	432,42	418,62	-3,19%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	222,46	264,85	19,06%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,36%	3,08%	-8,21%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	7,48	8,17	9,28%

Baleia Azul		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	564,95	492,45	-12,83%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.183,46	1.278,92	8,07%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	114.714,38	104.036,57	-9,31%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,81	0,74	-8,83%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	761,94	706,99	-7,21%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	240,82	328,29	36,32%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	521,12	378,70	-27,33%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,64%	2,72%	-25,31%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	18,97	10,30	-45,72%

Anexo (continuação)

Baleia Franca		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	562,18	516,94	-8,05%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.060,04	1.169,30	10,31%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	109.200,02	122.624,86	12,29%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,86	0,85	-1,38%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	689,97	708,60	2,70%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	227,80	202,35	-11,17%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	462,16	506,25	9,54%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,58%	3,29%	-8,35%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	16,57	16,63	0,39%

Barracuda		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	841,51	798,53	-5,11%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.079,07	1.192,82	10,54%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	74.247,21	70.207,89	-5,44%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,85	0,93	8,80%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	971,50	1.017,77	4,76%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	717,87	600,55	-16,34%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-116,70	0,00	-100,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	136,92	417,22	204,71%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,51%	4,96%	-9,96%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	7,54	20,70	174,37%

Baúna		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	518,30	452,76	-12,65%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.197,37	1.300,29	8,60%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	11.281,72	10.063,87	-10,79%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,95	0,94	-1,10%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	631,33	598,18	-5,25%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	278,75	230,35	-17,36%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	352,58	367,83	4,33%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,37%	3,56%	-18,55%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	15,42	13,10	-15,02%

Anexo (continuação)

Canto do Amaro		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	166,21	153,97	-7,37%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.041,34	1.173,74	12,71%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.826,63	2.178,11	-22,94%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,94	0,87	-7,42%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	175,73	182,61	3,91%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	154,98	166,18	7,22%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-39,84	-19,09	-52,09%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-19,09	-2,65	86,10%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,17%	0,44%	-62,76%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-

Caratinga		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	420,44	333,17	-20,76%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.064,99	1.180,36	10,83%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	38.396,18	33.223,91	-13,47%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,84	0,94	10,96%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	480,19	424,40	-11,62%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	321,90	307,73	-4,40%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	158,29	116,67	-26,29%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,39%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,61	0,00	-100,00%

Carmópolis		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	158,48	145,95	-7,91%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.049,69	1.162,79	10,77%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	8.965,72	7.592,73	-15,31%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,65	0,63	-3,00%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	172,15	174,46	1,34%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	186,80	176,43	-5,55%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-403,45	-418,10	3,63%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-418,10	-420,07	-0,47%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,11%	0,30%	-72,71%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-

Anexo (continuação)

Gavião Real		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	0,31	0,10	-69,40%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.295,83	1.487,65	14,80%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	152.419,78	43.063,54	-71,75%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,36	0,45	26,60%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	55,18	19,73	-64,24%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	44,69	21,52	-51,85%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	10,49	-1,78	-117,02%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	-
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-

Jubarte		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.679,01	2.619,85	-2,21%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.057,80	1.165,17	10,15%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	389.211,42	391.360,53	0,55%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,79	0,72	-9,21%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.142,55	3.334,37	6,10%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.395,67	1.232,44	-11,70%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.746,88	2.101,93	20,33%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	25,03%	24,70%	-1,32%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	437,32	519,27	18,74%

Leste do Urucu		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	141,60	142,12	0,36%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.256,68	1.373,72	9,31%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	193.997,54	134.954,57	-30,43%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,71	0,79	11,84%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	314,74	301,65	-4,16%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	131,82	132,04	0,16%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	182,92	169,61	-7,27%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,34%	4,37%	-18,10%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	9,77	7,42	-24,05%

Anexo (continuação)

Lula		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	11.949,60	12.035,77	0,72%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.163,77	1.268,00	8,96%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.863.754,17	1.803.752,26	-3,22%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,61	0,59	-3,31%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	15.038,40	16.320,42	8,52%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	5.825,68	5.389,27	-7,49%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	9.212,72	10.931,15	18,65%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,63%	36,64%	0,01%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	3.375,08	4.005,02	18,66%

Manati		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	6,44	5,93	-7,82%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.342,72	1.302,25	-3,01%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	513.122,98	417.802,91	-18,58%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,54	0,55	0,69%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	287,40	236,26	-17,80%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	131,17	103,05	-21,44%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	156,24	133,21	-14,74%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,74%	2,34%	-37,57%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5,84	3,11	-46,77%

Marlim		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.100,22	2.025,23	-3,57%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.045,11	1.156,59	10,67%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	183.861,74	175.710,69	-4,43%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,57	0,57	0,28%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.299,67	2.442,72	6,22%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.502,45	1.372,51	-8,65%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	797,23	1.070,21	34,24%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	19,49%	18,78%	-3,63%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	155,35	200,98	29,37%

Anexo (continuação)

Marlim Leste		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	861,78	1.055,93	22,53%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.062,70	1.181,74	11,20%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	87.547,58	103.362,86	18,06%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,81	0,81	0,05%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	986,44	1.331,26	34,96%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	908,27	1.028,54	13,24%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-1,04	0,00	-100,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	77,13	302,72	292,50%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,05%	8,63%	42,54%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	4,67	26,12	459,47%

Marlim Sul		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.455,17	2.271,74	-7,47%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.052,88	1.164,70	10,62%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	315.560,90	291.988,43	-7,47%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,57	0,59	3,45%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.765,31	2.818,50	1,92%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.695,93	1.627,30	-4,05%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.069,38	1.191,20	11,39%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	23,19%	21,81%	-5,93%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	247,96	259,84	4,79%

Mexilhão		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	85,04	77,71	-8,62%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.308,04	1.434,20	9,65%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	685.687,65	638.737,40	-6,85%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,42	0,43	3,67%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	398,37	388,75	-2,42%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	270,40	250,65	-7,30%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	127,98	138,10	7,91%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,15%	3,70%	-10,69%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5,31	5,12	-3,62%

Anexo (continuação)

Peregrino		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	910,74	826,25	-9,28%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	997,85	1.096,75	9,91%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	9.894,92	9.360,67	-5,40%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,91	1,81	-5,37%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	927,69	923,11	-0,49%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	740,26	677,61	-8,46%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-123,56	0,00	-100,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	63,86	245,50	284,42%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,69%	7,54%	-13,24%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5,55	18,51	233,53%

Rio Urucu		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	112,47	117,76	4,71%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.261,43	1.374,49	8,96%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	290.170,20	287.737,22	-0,84%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,68	0,73	7,17%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	340,12	372,55	9,53%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	140,50	151,47	7,81%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	199,61	221,07	10,75%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,31%	6,31%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	12,59	13,95	10,75%

Roncador		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ 1T/18 ÷ 4T/17
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	3.500,41	3.157,74	-9,79%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.049,53	1.157,67	10,30%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	587.660,76	477.208,73	-18,80%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,62	0,60	-3,46%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.038,69	3.941,71	-2,40%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.631,50	2.235,16	-15,06%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.407,19	1.706,54	21,27%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	28,65%	27,20%	-5,06%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	403,11	464,14	15,14%

Anexo (continuação)

Sapinhoá		4T/17	1T/18	$\Delta\%$ $1T/18 \div 4T/17$
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	3.710,37	3.725,45	0,41%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.138,95	1.249,67	9,72%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	481.441,83	432.687,19	-10,13%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,40	0,39	-3,66%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.420,08	4.823,70	9,13%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.784,02	1.759,84	-1,36%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.636,06	3.063,86	16,23%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	28,97%	28,86%	-0,39%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	763,71	884,22	15,78%